

Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration Erneuerbarer – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung

Alexandra Purkus, Erik Gawel, Marc Deissenroth, Kristina Nienhaus und Sandra Wassermann

Mit dem EEG 2012 wurde die gleitende Marktprämie in das Förderregime der erneuerbaren Energien zunächst als Option eingeführt. Das EEG 2014 baut diesen Ansatz durch verpflichtende Direktvermarktung weiter aus, ohne die Grundstruktur der Prämie anzutasten. Mit dem Instrument verbinden sich hohe Erwartungen an Kostensenkungen, die durch eine Steigerung der Vermarktungseffizienz und eine verstärkte Bedarfsorientierung von erneuerbaren Energien erzielt werden sollen. Der Beitrag wertet die bisherigen Erfahrungen mit der Marktprämie aus und geht der Frage nach, welche Effizienzgewinne durch die Weiterentwicklung im EEG 2014 realistisch sind.

Das Inkrafttreten des EEG 2014 markiert einen Zwischenschritt in der Debatte um die Weiterentwicklung des Förderregimes für erneuerbare Energien (EE) im Stromsektor. Einen zentralen Kritikpunkt, der mit der EEG-Reform adressiert werden sollte, stellen die als zu hoch empfundenen Kosten des EE-Ausbaus dar; dies betrifft nicht nur die Höhe der von (nicht-privilegierten) Stromverbrauchern zu tragenden EEG-Umlage, sondern auch die weiter gefassten Transformationskosten des Stromsystems, die durch eine verstärkte Ausrichtung der EE an marktlichen und systemischen Knappheitssignalen gesenkt werden sollen [1]. Eine verstärkte Marktintegration der Erneuerbaren wird vom Gesetzgeber als ein wichtiger Lösungsbeitrag zu beiden Problemdimensionen betrachtet und bildet daher einen zentralen Bestandteil der Reformbemühungen (§ 2 EEG 2014).



Die Direktvermarktung bietet für Erneuerbare wenig strukturelle Änderungen gegenüber der Vermarktung durch Übertragungsnetzbetreiber
Foto: alphaspirt | Fotolia.com

Überblick

Der Artikel befasst sich zunächst mit den Zielen und der instrumentellen Umsetzung der Marktintegration Erneuerbarer im EEG 2014. Er fasst sodann die bisherigen Erfahrungen mit der Marktprämie im EEG 2012 zusammen und diskutiert die verschiedenen möglichen Auswirkungen, die eine solche Prämie haben könnte, um schließlich zu hinterfragen, ob diese ein Beitrag zu einer zielgerechteren Marktintegration ist.

Marktintegration Erneuerbarer – Ziele und instrumentelle Umsetzung im EEG 2014

Das Verständnis von Marktintegration ist in der Literatur dabei nicht einheitlich. Klar ist, dass es um mehr als eine reine Teilnahme der EE-Erzeuger am Strommarkt geht [2]. Grundsätzlich lassen sich zwei unterschiedliche Dimensionen der Marktintegration unterscheiden (Tabelle 1). In der kurzfristigen Perspektive soll eine verstärkte Ausrichtung der EE-Einspeisung an Preissignalen des Strommarkts sowie eine effiziente Vermarktung von EE-Strom erfolgen [3]. In der langfristigen Perspektive hingegen wird

unter Marktintegration häufig eine wettbewerbliche Bestimmung der Vergütung und Steuerung von Investitionsentscheidungen verstanden [4]; angelegt ist hierin der Übergang zu einer Behandlung von EE-Erzeugern als reguläre Marktakteure mit Systemverantwortung, in deren Refinanzierung neben wettbewerblichen Fördermechanismen Strommarkteinnahmen eine signifikante Rolle spielen.

Als primäres Instrument zur Förderung der Marktintegration in ihrer kurzfristigen Perspektive wurde im EEG 2012 die optionale gleitende Marktprämie eingeführt, welche mit dem EEG 2014 eine Aufwertung zum

Tab.: Ziele der Marktintegration erneuerbarer Energien im Überblick [5]

Ziele der Marktintegration	Dimensionen der Zielerreichung	Beitrag zu übergeordneten Zielen
Kurzfristige Perspektive: Bedarfsorientierte Ausrichtung der EE-Produktion	Verhinderung von Überangebotssituationen durch freiwillige Abregelung bei negativen Strompreisen	Erhöhter EE-Beitrag zur Versorgungssicherheit;
	Verlagerung der Einspeisung in nachfragestarke Hochpreiszeiten	Kostensenkung der EE-Förderung durch Erhöhung des Marktwerts von EE;
	<ul style="list-style-type: none"> FEE: Wartungsplanung, marktwertorientierte und systemdienliche Anlagenauslegung REE: gezielte Lastverlagerung 	Kostensenkung im Gesamtsystem (z. B. Senkung von Regelleistungspreisen, Systemintegrationskosten)
	Steigerung der Fernsteuerbarkeit von EE-Anlagen	
	Teilnahme am Regelenenergiemarkt durch EE-Anlagen	
Kurzfristige Perspektive: Effiziente Vermarktung von EE-Strom	Erhöhung der Prognosegüte und Reduktion der Kosten für die Ausgleichsenergiebeschaffung	Kostensenkung der EE-Förderung
	Wettbewerb um effiziente Vermarktungsformen	
Langfristige Perspektive: Marktliche Steuerung von Produktions- und Investitionsentscheidungen	Wettbewerbsliche Bestimmung der EE-Vergütung	Kostensenkung des EE-Ausbaus
	EE-Erzeuger werden reguläre Marktakteure	

Standardmodell der EE-Vergütung erfahren hat. Eine Erhöhung der Marktpreisrisiken für EE-Erzeuger findet gegenüber der Einspeisevergütung allerdings kaum statt, da staatlich festgelegte Preise Basis der Vergütung bleiben; die langfristige Perspektive der Marktintegration ist damit nicht Ziel der gleitenden Marktprämie [6].

Im EEG 2014 deckt die Marktprämie die Differenz aus technologiespezifischen Referenzpreisen (oder „anzulegenden Werten“) nach §§ 40-55 EEG 2014 und dem tatsächlichen, ebenfalls technologiespezifisch ermittelten monatlichen Mittelwert des Marktpreises (EEG 2014 Anlage 1). Während EE-Erzeuger nach dem EEG 2012 Anspruch auf eine separat ausgewiesene Managementprämie hatten, um zusätzliche Kosten für Profilservice und Handelsabwicklung zu kompensieren, ist die Managementprämie im EEG 2014 in den Referenzpreisen implizit enthalten.

Dies drückt sich dadurch aus, dass für regelbare EE-Anlagen (REE) in der festen Einspeisevergütung eine Kürzung der anzulegenden Referenzpreise um 0,2 Ct/kWh erfolgt, für fluktuierende EE (FEE) sind es hingegen 0,4 Ct/kWh (§ 37 Abs. 3 EEG 2014). Gleichzeitig wird die Fernsteuerbarkeit von EE-Anlagen, die im EEG 2012 noch über höhere Managementprämien für Anlagen mit entsprechenden Vorrichtungen angeregt wurde, Voraussetzung für die Zahlung der Marktprämie (§ 35 Satz 1 Nr. 2 i. V. m. § 36 Abs. 1 EEG 2014).

Eine zentrale Änderung im EEG 2014 besteht darin, dass ein monatlicher Wechsel

zwischen Direktvermarktung und Einspeisevergütung nicht länger möglich ist. Stattdessen besteht nur noch für Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 500 kW Anspruch auf die Einspeisevergütung, ab 2016 wird die Direktvermarktungspflicht auf Anlagen über 100 kW ausgeweitet (§ 37 Abs. 2 EEG 2014). Ein Rückfall bleibt dabei in Ausnahmefällen möglich, mit einem 20-prozentigen Abschlag auf die Vergütungssätze (§ 38 EEG 2014). Auch das Grünstromprivileg nach § 39 EEG 2012 als alternative Form der Direktvermarktung fällt im neuen EEG weg.

Als Maßnahme, die Bedarfsorientierung aller EE zu verstärken, führt das EEG 2014 zudem eine Verringerung der Förderung bei negativen Preisen ein – bei Anlagen, die nach dem 1.1.2016 in Betrieb genommen werden, sollen sich die für die Vergütung anzulegenden Referenzpreise auf null verringern, wenn der Wert der Stundenkontrakte am EPEX Spotmarkt an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist (§ 24 EEG 2014). Da Anlagen mit weniger als 500 kW installierter Leistung ausgenommen sind, betrifft die Regelung nur größere direktvermarktungspflichtige Anlagen (§ 24 Abs. 3 EEG 2014).

Für Biogasanlagen wird die Marktprämie wie auch im EEG 2012 durch eine kapazitätsorientierte Flexibilitätsprämie flankiert (§§ 52-54 EEG 2014); zudem wurde der Förderanspruch von Anlagen über 100 kW auf den Anteil der jährlich erzeugten Strommenge, der einer Anlagenbemessungsleis-

tung von 50 % der installierten Leistung entspricht, begrenzt (§ 47 Abs. 1 EEG 2014), was einen flexiblen Anlagenbetrieb garantieren soll.

Darüber hinaus wird im EEG 2014 der Übergang zur langfristigen Dimension der Marktintegration angelegt, und zwar durch den angestrebten Wechsel zu einem Ausschreibungsmodell bis spätestens 2017 mit wettbewerbslicher Bestimmung der Vergütung (§ 2 Abs. 5 EEG 2014). Ausgestaltungsdetails sind noch unklar [7], aber das Modell soll anhand von solaren Freiflächenanlagen erprobt werden (§ 55 EEG 2014). Den wesentlichen Impuls für Ausschreibungen setzten die neuen EU-Beihilfeleitlinien, in denen eine klare Präferenz für Ausschreibungen und Auktionen ausgedrückt wird mit der Erwartung, dass sich hierdurch Subventionen für EE „auf ein Minimum“ begrenzen ließen [8].

In der Literatur wird die Förderung der Marktintegration über die gleitende Marktprämie neben positiven Würdigungen [9] oftmals kritisch beurteilt. Auf der einen Seite werden marktbestimmte Anreize für EE-Erzeuger als nicht ausreichend angesehen, um ihre Marktintegration voranzutreiben und Kostensenkungen in der EE-Förderung zu realisieren [10]. Auf der anderen Seite wird aber insbesondere die Sinnhaftigkeit einer direktvermarktungsgetriebenen Integration von FEE in den grenzkostenbasierten Strommarkt kritisiert, der strukturell ungeeignet erscheint, langfristig ihre Refinanzierung sicherzustellen [11].

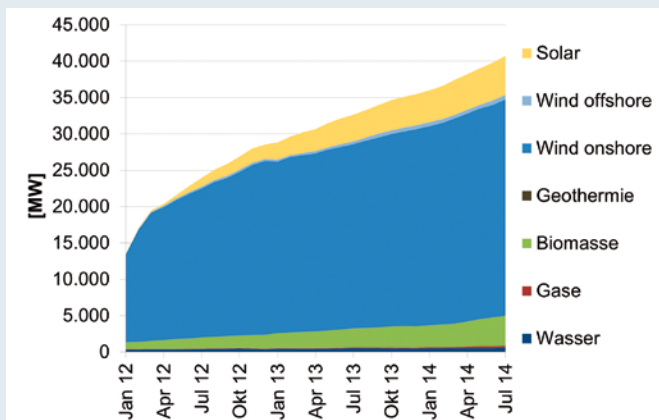


Abb. 1 Entwicklung der installierten Leistung im Marktprämienmodell (Januar 2012–Juli 2014) (eigene Darstellung nach 50Hertz et al. [14])

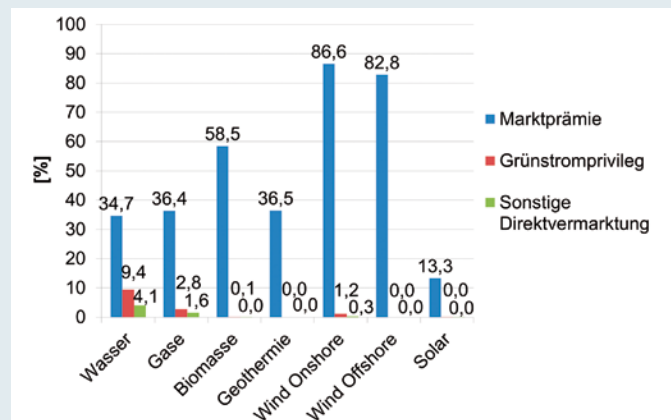


Abb. 2 Anteile der Direktvermarktung an der gesamten EEG-vergütungsfähigen, installierten Leistung (April 2014) (eigene Darstellung nach 50Hertz et al.; Bundesnetzagentur [14])

Darüber hinaus bestehen Trade-offs zwischen dem Ziel, EE-Erzeuger marktlichen Preissignalen auszusetzen und so die Effizienz von Produktions- und Investitionsentscheidungen zu erhöhen, und der Schaffung einer sicheren Planungsgrundlage für EE-Investoren, die notwendig ist, um eine umfassende Transformation zu einem EE-basierten Stromsystem zu realisieren [12]. Tragen EE-Erzeuger einen hohen Anteil an Marktpreisrisiken, erhöht dies noch dazu tendenziell die Förderkosten der Umsetzung von EE-Zielen, da höhere Risiken durch höhere Risikoaufschläge in der Vergütung ausgeglichen werden müssen [13].

Nachfolgend wird eine zusammenfassende Auswertung der Erfahrungen mit der Marktprämie im EEG 2012 vorgenommen. Darauf aufbauend wird bewertet, inwieweit die neuen Regelungen im EEG 2014 einen erhöhten Beitrag zu den Zielen der Marktintegration in der kurzfristigen Perspektive, d. h. einer bedarfsorientierten EE-Einspeisung und effizienten Vermarktung, erwarten lassen. Einleitend wird zunächst die Entwicklung der Teilnahme an der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie dargestellt.

Erfahrungen mit der Marktprämie im EEG 2012

Teilnahme an der Direktvermarktung

Seit ihrer Einführung 2012 hat die Marktprämie erfolgreich die Teilnahme an der Direktvermarktung gesteigert (Abb. 1): Insgesamt wurden im April 2014 49 % der

nach dem EEG vergütungsfähigen, installierten Leistung unter Inanspruchnahme der Marktprämie vermarktet [14]. Gleichzeitig wurde das Grünstromprivileg als alternative Form der Direktvermarktung weitgehend abgelöst, während die Option der „sonstigen Direktvermarktung“ ohne Vergütung praktisch kaum von Relevanz ist (siehe Abb. 2). Während anfangs insbesondere ein hoher Anteil der Windanlagen in die optionale Marktprämie wechselte, hat sich inzwischen auch für andere EE die Teilnahme erhöht [15]: Im April 2014 nahmen fast 60 % der Biomasseanlagen das Modell in Anspruch, bei Solarenergieanlagen waren es immerhin 13 % (Abb. 2). Messlatte für den Erfolg der gleitenden Marktprämie muss aber ihr Beitrag zu den eigentlichen Marktintegrationszielen sein.

Effiziente Vermarktung von EE-Strom?

Eine effizientere Vermarktung von EE-Strom im Vergleich mit einer Vermarktung durch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) würde die gleitende Marktprämie anregen, wenn (a) die Direktvermarktung die Transaktionskosten der Vermarktung senkt, (b) Ausgleichsenergiekosten gesenkt werden können durch verbesserte Prognosen der EE-Einspeisung und ein verbessertes Management von Anlagenportfolios oder (c) innovative Vermarktungsformen die für EE erzielten Preise durch eine Optimierung der Wahl von Absatzmärkten (z. B. Inter- und Intraday-Spotmarkt, Regelenergiemarkt, bilaterale Over-the-Counter-Verträge) erhöhen (siehe Tabelle). Ob dies für das Marktprämi-

enmodell zutrifft, soll im Folgenden untersucht werden.

Die Mehrzahl der EE-Anlagenbetreiber sind keine klassischen Akteure der etablierten Energiewirtschaft und verfügen daher zum Großteil weder über die notwendigen Infrastrukturen noch über das notwendige Wissen, um ihren erzeugten Strom selbst an den zentralen Märkten anzubieten. Eine Heranführung der EE-Anlagenbetreiber an den Markt konnte daher nur mithilfe von Stromhändlern (im Folgenden „Direktvermarkter“ genannt) realisiert werden, die als Dienstleister für EE-Anlagenbetreiber auftreten und in dieser Funktion eine Bandbreite an vielfältigen Leistungen erbringen, wie das Erstellen von Einspeiseprognosen, Fahrplanmeldungen an die Netzbetreiber sowie den finanziellen Ausgleich der Abweichungen oder das Hinzukaufen zusätzlicher Energie zur Erzielung des angemeldeten Fahrplans. Anhand ihrer EE-Prognosen und Strompreisexpectations treffen diese Händler für die Anlagenbetreiber zunächst die grundsätzliche Entscheidung hinsichtlich des Verbleibs „im EEG“ oder der Direktvermarktung. Im letzteren Fall entscheiden sie über den Zeitpunkt, die Menge und den Markt, auf dem sie den EE-Strom anbieten. Zudem verfügen die Direktvermarkter über die spezifische Infrastruktur, die benötigt wird, um an der Strombörse handeln zu können [16].

Hinsichtlich einer Senkung der Transaktionskosten gegenüber einer Vermarktung durch ÜNB kann festgehalten werden, dass zunächst zusätzliche Kosten entstehen, da

ÜNB weiterhin die Strommengen in der Einspeisevergütung vermarkten; zudem wird die Höhe von Vermarktungskosten durch Skaleneffekte dominiert, da Fixkosten hieran einen hohen Anteil haben [17]. Auch Ausgleichsenergiekosten fallen umso geringer aus, je größer das verwaltete Portfolio ist, da ein größeres Portfolio mit einer erhöhten Prognosequalität einhergeht [18]. Dies lässt vermuten, dass sich hier primär große Direktvermarkter den ÜNB annähern.

Einen Näherungswert für die Zusatzkosten der Direktvermarktung im Marktprämienmodell bildet die Managementprämie, die sich 2012 auf ca. 467 Mio. € belief; 2013 fielen aufgrund der Absenkung von Managementprämiensätzen schätzungsweise 354–400 Mio. € an Zahlungen an [19]. Besonders im Jahre 2012 traten dabei hohe Mitnahmeeffekte durch eine Überkompensation der Direktvermarktungskosten auf, was eine nachträgliche, verschärfte Absenkung der Managementprämiensätze für FEE nach sich zog [20]. Während die Managementprämie nach dem EEG 2012 die wesentliche Grundlage von Direktvermarktungs-Geschäftsmodellen darstellt [21], erhöht ihre degressive Ausgestaltung den Kostendruck auf Vermarkter im Zeitablauf.

An Vermarktungsformen werden insbesondere für Wind und Photovoltaik (PV) überwiegend die gleichen Vermarktungswege wie von den ÜNB genutzt, d. h. der Intraday- und Day-ahead-Spotmarkt; diese Wahl wird strukturell durch die Marktprämie begünstigt, da zur Berechnung des angelegten Marktwerts Spotmarktpreise herangezogen werden, und die Vermarktung in anderen Märkten somit höhere Erlörisiken mit sich brächte [22]. Bei Biomasseanlagen hingegen findet verstärkt eine Teilnahme an Regelenergiemärkten statt [23].

Prinzipiell erfordern die unterschiedlichen Flexibilisierungsmöglichkeiten von Biomasseanlagen in Kombination mit Wärmenutzungskonzepten individuellere Vermarktungskonzepte als bei anderen EE, so dass Effizienzsteigerungen durch die Direktvermarktung wahrscheinlich erscheinen. Im Falle der FEE sind Vermarktungsinnovationen bspw. in einer Vernetzung der EE-Anlagen zu virtuellen Kraftwerken zu finden, die sich rasch verbreiteten [24]. Eine geziel-

te Vermarktung der Grünstromeigenschaft, wie sie im Grünstromprivileg gefördert wurde, ist im Marktprämienmodell aufgrund des Doppelvermarktungsverbots im EEG hingegen nicht möglich (§ 56 Abs. 2 EEG 2012 bzw. § 80 Abs. 2 EEG 2014).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich für Wind und PV Effizienzvorteile in der Vermarktung vorwiegend dadurch ergeben haben, das auch für Bestandsanlagen Anreize für Fernsteuerbarkeit und die Verfügbarkeitsmachung von Ist-Daten gesetzt wurden [25]; Vermarktungswege ähneln jedoch überwiegend der Vermarktung durch ÜNB, mit Ausnahme von Bioenergie und Wasserkraft, für die das Angebot von Regelernergie lohnend ist. Aktuell führt die Direktvermarktung zudem zu einer Erhöhung der Transaktionskosten der EE-Vermarktung; eine Senkung auf ein Niveau, das mit dem einer alleinigen Vermarktung durch ÜNB vergleichbar ist, könnte vorwiegend über die Nutzung von Skaleneffekten zustande kommen. Ein entsprechend verstärkter Kostenwettbewerb zwischen Direktvermarktern würde Konzentrationsprozesse befördern [26].

Bedarfsorientierte Ausrichtung der EE-Produktion?

Eine bedarfsgerechtere EE-Einspeisung wird realisiert, wenn die Marktprämie Anreize setzt zu (a) der freiwilligen Abregelung bei negativen Strompreisen, (b) einer strompreisorientierten Wartungsplanung sowie einer marktwertorientierten und systemdienlichen Anlagenauslegung bei FEE, (c) einer gezielten Lastverlagerung bei REE, (d) einer Steigerung der Fernsteuerbarkeit von EE-Anlagen oder (e) der Teilnahme am Regelergiemarkt durch EE-Anlagen (s. Tabelle). Zu den relevanten Analysedimensionen zählt dabei nicht nur, ob diese Maßnahmen ergriffen werden, sondern ob sie in dieser Form zu den übergeordneten Zielen Versorgungssicherheit und Kostensenkung beitragen.

Für FEE mit Grenzkosten von nahezu null werden Anreize zur Abregelung in Zeiten mit stark negativen Strompreisen bzw. zur Abgabe von limitierten Geboten gesetzt [27]. Eine freiwillige Abregelung wird lohnend, wenn Stromanbieter im Spotmarkt Käufern einen höheren Betrag bezahlen müssten, als sie an Marktprämienzahlung inklusive der

Managementprämie erwarten [28]. Gegenwärtig regeln etwa direktvermarktete Windenergieanlagen bei negativen Preisen von ca. -65€/MWh ab [29]. Die Reaktionsfähigkeit hängt dabei von der Fernsteuerbarkeit der Anlagen ab, die sich u. a. aufgrund entsprechender Anreize in der Managementprämie seit 2013 ausweitete [30].

Abgesehen von einer Optimierung der Wartungsplanung bestehen für FEE wenig weitergehende Anreize zur Lastverlagerung [31]; Preissignale sind zu gering bzw. nicht beständig genug, um eine Ausrichtung von Standort- und Anlagendesignentscheidungen am Marktwert statt am Energieertrag lohnend zu machen und Investitionen etwa in Schwachwind- oder Ost-West-PV-Anlagen anzuregen [32]. Hinzu kommt, dass Marktwertvorteile alternativer Anlagenkonzepte mit zunehmender Zahl entsprechender Anbieter erodiert werden [33]. Für Regelergiemärkte ist eine Präqualifikation von FEE zurzeit nur beschränkt möglich [34].

Für REE liegen bislang keine Studien über tatsächliche Änderungen des Einspeiseverhaltens vor; grundsätzlich setzt die Marktprämie Anreize zu einer freiwilligen Abregelung, wenn Strompreise kleiner werden als die Differenz von Grenzkosten und erwarteter Marktprämie inkl. Managementprämie. Im Fall von Biogasanlagen gibt zudem die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie Aufschluss darüber, ob zumindest die Voraussetzungen für einen bedarfsgerechten Betrieb vorliegen [35]: Im April 2014 beanspruchten 370 Anlagen mit ca. 216 MW_{el} die Flexibilitätsprämie, was etwa 11 % der direktvermarkteten Leistung von Biogas- und Biomethananlagen entspricht [36]. Dabei nimmt die Nutzung der Flexibilitätsprämie nach einem langsamen Start 2012 inzwischen rasch zu; die Verzögerung wird dadurch erklärt, dass die Anlagenflexibilisierung mit Investitionen und hohem Informationsbedarf verbunden ist [37].

Am Regelergiemarkt sind unter den EE neben Wasserkraftanlagen primär Biomasseanlagen aktiv. Im April 2014 waren etwa 24 % der Biomasseanlagenleistung und 43 % der Wasserkraftleistung, die im Marktprämienmodell direkt vermarktet werden, entsprechend präqualifiziert; angeboten wird bislang primär negative Regelleistung [38].

Ein Beispiel für mögliche Mehreinnahmen für Biomasseanlagenbetreiber durch die Teilnahme am Regenergiemarkt für negative Regelleistung ist in Abb. 3 dargestellt.

Die Abb. zeigt ein Simulationsergebnis des agentenbasierten Marktintegrationsmodells AMIRIS, das am Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart entwickelt wurde [39]. Besonders für Heizkraftwerke mit Festbrennstoffen (In der Betrachtung werden Holzvergaser nicht berücksichtigt, da diese nicht an der Direktvermarktung teilnehmen) sowie große Biogasanlagen sind die erzielbaren Mehreinnahmen von knapp 6 % bzw. 11 % hervorzuheben.

Der Unterschied zwischen den Einnahmen der beiden genannten Anlagenbetreiber erklärt sich aus den jeweils installierten Leistungen, die für die Festbrennstoffe etwa das Fünffache der Leistungen der großen Biogasanlagen betragen. Das Verhältnis von der auf dem Regenergiemarkt absetzbaren Leistung zu der Gesamtleistung in der Direktvermarktung ist damit geringer als das gleiche Verhältnis betrachtet für die Biogasanlagen. Die Mehreinnahmen über den Regenergiemarkt wirken sich prozentual dementsprechend geringer aus. Die kleinen Biogasanlagen mit einer Leistung von maximal 350 kW können im Modell zwar nicht am Regenergiemarkt teilnehmen, profitieren indirekt aber dennoch von der Vermarktung der anderen Anlagen, wie in Abb. 3 zu sehen ist.

Dies resultiert aus der Modellannahme, dass die Direktvermarkter aufgrund der auf

dem Regenergiemarkt erzielten Mehreinnahmen auch die Auszahlungen der Boni an ihre übrigen Kunden erhöhen. Die Flexibilisierung der Anlagen kann sich auf deren Wirtschaftlichkeit daher bei Nutzung der Regenergiemärkte durchaus positiv auswirken und auch die Stabilität des Gesamtsystems unterstützen. Es erscheint daher sinnvoll, entsprechende Anpassungen der Anlagen anzureizen und ihren Einsatz auf dem Regenergiemarkt zu ermöglichen.

Insgesamt betrachtet erfüllt die Marktprämie zurzeit jedoch primär den Charakter einer „Abregelungsprämie“: Für FEE werden Abregelungssignale im Falle stark negativer Strompreise wirksam, für REE ist dies aufgrund positiver Grenzkosten früher der Fall, zumal das Angebot negativer Regelleistung lohnend ist. Insbesondere bei Bioenergieanlagen setzt die Reaktion auf Strompreissignale dabei wichtige Anreize zur Optimierung des Einsatzes von Biomasseressourcen.

Bislang setzt das Modell aber wenig Anreize für eine positive Lastverlagerung von REE, was wünschenswert sein könnte, um den EE-Versorgungsbeitrag bei geringer FEE-Einspeisung zu erhöhen und zur Systemstabilität beizutragen; dies ist zurzeit auch durch relativ geringe Peak-Offpeak-Spreads am Spotmarkt bedingt [40]. Auch Anreize für die Bereitstellung von positiver Regelleistung bei REE und marktwertorientierte Anlagenauslegungsentscheidungen bei FEE bleiben gering.

Indem die freiwillige Abregelung zu einer Reduktion der zu vergütenden Energiemen-

ge in Niedrig- und Negativpreiszeiten führt, wird eine Entlastung der EEG-Umlage bewirkt, die sich aus der Differenz zwischen Einspeisevergütungssätzen und dem Marktwert für EE-Strom ergibt [41]. Allerdings bedingen der fortschreitender Ausbau der FEE mit Grenzkosten von nahezu null und die hohe zeitliche Übereinstimmung ihrer Einspeisung ein Sinken des FEE-Marktwerts [42]. Dies wiederum würde selbst bei sinkenden Vollkosten der EE-Stromerzeugung zu einer steigenden Belastung der EEG-Umlage führen und stellt ein grundsätzliches Problem der Marktintegration von FEE in den Energy-Only-Markt dar.

Darüber hinaus zeigen Analysen der Ursachen negativer Strompreise, dass in Negativpreiszeiten neben Atomkraftwerken insbesondere emissionsintensive Braunkohlekraftwerke mit hoher Auslastung weiterlaufen [43]. Die Abregelung von EE verringert hier Anreize für konventionelle Kraftwerksbetreiber, ihre Anlagen abzuregeln oder in Flexibilisierungsmaßnahmen zu investieren; unter klimapolitischen und Systemtransformation Gesichtspunkten ist dies in hohem Maße als kritisch zu beurteilen [44].

Marktprämie im EEG 2014 – Beitrag zu einer zielgerechteren Marktintegration?

Die Hauptänderungen im EEG 2014 in Bezug auf die Marktintegration von EE bestehen in dem verpflichtenden Charakter der Direktvermarktung für größere Neuanlagen, der Einpreisung der Managementprämie in die der Marktprämienberechnung

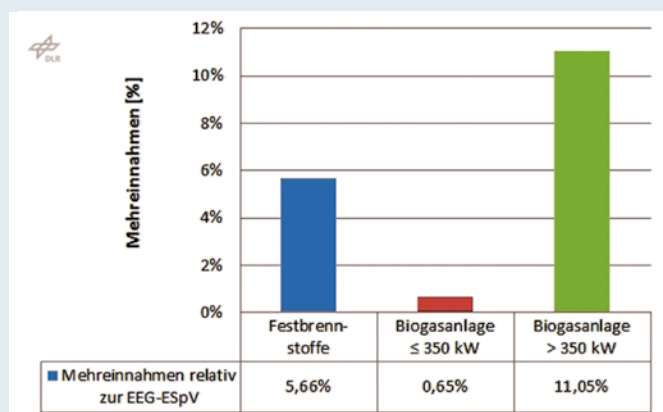


Abb. 3 Mehreinnahmen der Biomasseanlagenbetreiber über die Teilnahme am Regenergiemarkt im Vergleich zu ihrer EEG-Einspeisevergütung

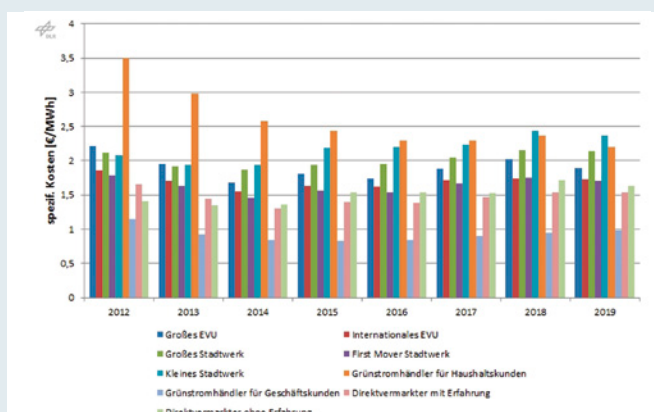


Abb. 4 Spezifische Kosten der Direktvermarktung bei den verschiedenen Direktvermarktern im Falle einer vollständigen Streichung der Managementprämie

zugrunde gelegten Referenzpreise, der Kürzung der Vergütung bei anhaltenden Negativpreisen und der Einführung von Fernsteuerbarkeit als Fördervoraussetzung in der Marktpremie. Weitere Implikationen ergeben sich aus der allgemeinen Absenkung von Vergütungssätzen, die vor allem für die Bioenergie hoch ausfallen [45]. Es stellt sich demnach die Frage, welche Veränderungen im Vergleich zum EEG 2012 hinsichtlich des Beitrags der Marktpremie zur Effizienz der Vermarktung und der Förderung von bedarfsorientierter Einspeisung zu erwarten sind.

Was die Effizienz der Vermarktung angeht, erscheint es wahrscheinlich, dass sich die Nutzung von Vermarktungswegen, die mit dem Marktpremienmodell im EEG 2012 beschritten wurden, grundsätzlich fortsetzt, da sich an der Struktur der gesetzten Anreize nichts ändert. Für Biogasanlagen schränkt die Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge auf 50 % der Bemessungsleistung die Flexibilität von Anlagenbetreibern beim Erstellen von standortangepassten Vermarktungskonzepten ein [46] und verringert in dieser Hinsicht den Vorteil der Direktvermarktung für diese REE, die Vermarktung von Strom und Wärme anlagen-spezifisch optimieren zu können.

Insbesondere aber steht zu erwarten, dass die verpflichtende Direktvermarktung im Verbund mit einer Kürzung der Managementprämie tendenziell größere Direktvermarkter stärken wird, die aufgrund von Skaleneffekten geringe Vermarktungskosten haben und so im Wettbewerb bestehen können [47]. Auf der einen Seite senkt verstärkter Kostensenkungsdruck die Transaktionskosten der Vermarktung und verbessert so ihre Effizienz; auf der anderen Seite schwächt die sich abzeichnende Oligopolisierung im Direktvermarktermarkt die Verhandlungsposition von EE-Erzeugern [48].

Vor dem Hintergrund dieser möglichen Entwicklungen wurde mit Hilfe des oben genannten Simulationsmodells des DLR der wirtschaftliche Effekt einer Verpflichtung zur Direktvermarktung bei gleichzeitiger, vollständiger Streichung der Managementprämie auf die Akteure untersucht (die Verpflichtung impliziert hier, dass die nach EEG

2012 zusätzlich zur Marktpremie ausbezahlte Managementprämie nicht mehr vergeben bzw. auch nicht wie nach EEG 2014 in anzulegenden Wert integriert wird). Dadurch reduzieren sich die Erlöse der Direktvermarkter bei gleichzeitig weiter bestehenden Kosten für Personal, Handel etc.

Beispielhaft zeigt Abb. 4 das Simulationsergebnis für die Direktvermarkter, deren spezifische Kosten der Vermarktung je nach Typ des Händlers für die Jahre 2012-2019 Werte zwischen 1€/MWh und 3,5€/MWh annehmen. Diese Werte entsprechen recht genau den Abschätzungen von Direktvermarktern aus der Praxis. Die Höhe der Kosten hängt insbesondere von der Portfoliozusammensetzung der Händler ab – hohe Anteile fluktuierender EE bewirken im Gegensatz zu regelbaren EE tendenziell höhere Kosten zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage.

Würden Vermarktungskosten nicht mehr über die Managementprämie kompensiert, müssten sich die Direktvermarkter ihre Kosten bei den Anlagenbetreibern „zurückholen“, um zumindest eine im Vergleich ausgeglichene Bilanz aufweisen zu können. Damit könnten die spezifischen Direktvermarktungskosten auch als entsprechende Verringerung der Vergütungssätze bei den Anlagenbetreibern interpretiert werden. Diese Simulationen weisen daher auf folgenden möglichen Risiken hin:

■ **Marktkonzentration:** Direktvermarkter mit großen Portfolios werden vergleichsweise geringere Vermarktungskosten haben, da sich Skaleneffekte beim Stromhandel sowie eine breite räumliche Verteilung der EE-Einspeiseanlagen positiv auf die Kosten auswirken. Dies kann zu Konzentrationseffekten führen und marktbeherrschende Händler hervorbringen, die mit ihrer Marktmacht die Bedingungen für weitere EE-Investitionen stark erschweren könnten.

■ **Steigende Kosten:** Verfolgt die Politik das Ziel, die heutige Diversität bei den Direktvermarktern zu erhalten und auch Akteuren mit kleineren Portfolios die Chance zu geben, sich am Markt zu behaupten, muss sie es ermöglichen, dass die höheren spezifischen Vermarktungskosten z. B. durch eine Prämie kompensiert werden. Die für einen heterogenen Markt notwendigen

Kompensationsprämien können dann zu steigenden Förderkosten für Strom aus erneuerbaren Energien führen.

■ **Geringere Einspeisevergütung:** Für die Anlagenbetreiber bedeutet die verpflichtende Vermarktung ohne Kompensationsleistungen über die Managementprämie eine indirekte Kürzung der Einspeisevergütung in Höhe der spezifischen Vermarktungskosten sowie einer angemessenen Gewinnmarge der Zwischenhändler. Dieser Effekt könnte sich schwächend auf die Investitionsanreize insbesondere der fluktuierenden EE auswirken.

Im Gegensatz zu den Auswirkungen auf die fluktuierenden erneuerbaren Energien stellt die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für die REE, wie die Biomasseanlagen, ein im Vergleich geringeres Risiko dar. Zudem würde die Heranführung der REE an den Markt zur Hebung ihres Flexibilisierungspotenzials beitragen, solange die Finanzierung einer entsprechenden technologischen Auslegung gesichert ist. Die zeitlich unbegrenzte Rückfalloption nach § 38 EEG 2014 ist grundsätzlich zu begrüßen, da ansonsten Kapitalgeber den möglichen Ausfall von Direktvermarktern mit signifikanten Risikoaufschlägen belegen würden [49].

Allerdings bedeutet die 20-prozentige Vergütungskürzung erhebliche Einbußen, so dass die Nutzung der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nur eine kurzfristige Option darstellt, was wiederum die Verhandlungsposition der Direktvermarkter stärkt. Umso mehr sind Erzeuger auf einen regen Wettbewerb zwischen Direktvermarktern angewiesen – dem stehen aber gerade die hohen Skaleneffekte der Vermarktung entgegen. Festzuhalten bleibt, dass die Vergütung der EE-Erzeugung zunehmend von individuellen Vertragsabschlüssen abhängig wird, und somit an Planbarkeit und auch an Transparenz einbüßt – wie sich dies in Risikokalkulationen und Investitionsneigung niederschlagen wird, bleibt zu untersuchen.

In Bezug auf die Förderung einer bedarfsorientierten Einspeisung ist es erneut sinnvoll, zwischen REE und FEE zu unterscheiden. Während die Marktpremie im EEG 2012 insbesondere für Biogasanlagen

in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie sinnvolle Flexibilisierungsanreize gesetzt hat, treten im EEG 2014 Wechselwirkungen zwischen Marktintegrationsanreizen und der starken generellen Vergütungskürzung für Bioenergie auf. Diese machen es fraglich, inwieweit neue Biomasseanlagen noch wirtschaftlich darstellbar sind [50], so dass die Rolle von Neuanlagen als Flexibilitätsoption im Stromsystem beschränkt ausfallen dürfte.

Die Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge bei Biogasanlagen setzt prinzipiell zwar einen Anreiz, Strom möglichst hochwertig zu verkaufen, in Verbindung mit der Einschränkung von individuell optimierten Vermarktungskonzepten (s. oben) dürfte sich die Rentabilität von Neuanlagen jedoch hierdurch weiter verschlechtern. Dazu ist klimapolitisch die einseitige Ausrichtung der Fördervoraussetzungen auf Flexibilität kritisch zu beurteilen, da Konzepte mit hohen Wärmenutzungsgraden, die im Vergleich zur reinen Stromproduktion zu höheren Treibhausgasemissionsreduktionen führen [51], vernachlässigt werden.

Eine Rolle als Flexibilisierungsoption werden demnach vorrangig Bestandsanlagen spielen, die basierend auf der Vergütung nach früheren Fassungen des EEG die Marktprämie in Anspruch nehmen; hier hätte eine Flexibilitätsprämie auch für mit Festbrennstoffen betriebene Biomasseanlagen sinnvoll sein können, um entsprechende Änderungen im Einspeiseverhalten anzuregen und Flexibilisierungsinvestitionen lohnend zu machen [52].

Auf Seiten der FEE stellt die Einführung der Fernsteuerbarkeit als Fördervoraussetzung für Neuanlagen eine sinnvolle Neuerung dar [53]. Abgesehen hiervon besteht aber die Problematik der mangelnden Reaktionsfähigkeit von FEE auf Strompreissignale jenseits von Abregelungen weiter, und wird dazu noch verschärft durch die Vergütungskürzung bei negativen Strompreisen. Während die Marktprämie nach dem EEG 2012 vorrangig der Vermeidung von negativen Preisspitzen diene, zielt die neue Regelung bereits auf eine Abregelung ab Preisen unter null ab – hierdurch werden FEE mit Grenzkosten nahe Null angeregt, bei Nega-

tivpreisen vorrangig vor durchlaufenden konventionellen Kraftwerken mit positiven Grenzkosten abzuregeln, was unter Effizienz- wie klimapolitischen Gesichtspunkten wenig zweckmäßig erscheint.

Dabei wird die Existenz von „moderat negativen Preisen“ [54] als ökonomisch sinnvoll eingeschätzt, um Flexibilisierungssignale an Betreiber konventioneller Kraftwerke zu senden [55]. Diese werden durch die neue Regelung jedoch weitestgehend aus der Verantwortung für eine Systemtransformation entlassen; EE-Betreiber tragen tendenziell wachsende Strompreisrisiken [56], während der Nutzen seltener auftretender negativer Preise konventionellen Kraftwerksbetreibern zugute kommt, welche Kosten für Flexibilisierungsinvestitionen vermeiden können. Während die Regelung kurzfristig die EEG-Umlage entlasten mag, steht zu erwarten, dass sie langfristige Systemtransformationskosten erhöht, da sich Anreize für eine Flexibilisierung des Gesamtsystems verringern.

Fazit

In der Gesamtbetrachtung zeigt sich, dass das EEG 2014 im Vergleich zum EEG 2012 keinen erhöhten Beitrag zu den Zielen der Marktintegration in der kurzfristigen Perspektive erwarten lässt, d. h. zur Verbesserung der Vermarktungseffizienz und der Bedarfsorientierung von EE. Eher werden zentrale Probleme der Marktprämie im EEG 2012 verschärft:

Die Vergütungskürzung bei negativen Preisen verringert dringend notwendige Flexibilisierungssignale an den konventionellen Kraftwerkspark und weitere Strommarktakteure, wie nicht zuletzt die Nachfrageseite oder Speicherkonzepte. Gleichzeitig zeigen Entwicklungstendenzen in der Direktvermarkter-Anbieterstruktur hin zu wenigen, großen Akteuren, die Skalenvorteile nutzen können und breite EE-Portfolios auf dem Spotmarkt andienen, dass die Direktvermarktung zumindest im Falle von FEE wenig strukturelle Änderungen gegenüber der Vermarktung durch ÜNB bietet.

Im Fall der Biomasse als der wichtigsten REE ist aufgrund der starken Kürzungen der Referenzpreise davon auszugehen, dass die

Änderungen im EEG 2014 nur für wenige Neuanlagen relevant sein dürften, während sich an Anreizen für Bestandsanlagen wenig ändert. Ob diese langfristig ausreichen, um Lastverschiebungen jenseits des Angebots negativer Regelernergie anzuregen, bleibt zu untersuchen.

In Anbetracht der begrenzten Nutzenwirkung der Marktprämie bei FEE und den Fallstricken der verpflichtenden Direktvermarktung hätte sich eine Differenzierung des Fördermechanismus zwischen FEE und REE als zielführender erweisen können. Alternative Vorschläge wurden z. B. von IZES und IASS erarbeitet [57]. Umso dringlicher ist es, unterschiedliche Reaktionsmöglichkeiten verschiedener EE auf Strompreissignale bei der weiteren Entwicklung des EEG zu beachten. Auch angesichts der bisherigen Erfahrungen mit der gleitenden Marktprämie erscheint es zweifelhaft, inwieweit eine Erhöhung kurzfristiger Strompreisrisiken die Effizienz der FEE-Bereitstellung erhöhen kann, und nicht lediglich zu erhöhten Risikoprämien oder Investitionszurückhaltung führt.

Bei der Bioenergie wäre es ratsam, angesichts der Bedeutung von erneuerbaren Flexibilisierungsoptionen mit der Fähigkeit zur positiven Lastverlagerung die vorgenommenen Kürzungen in Referenzpreisen einer kritischen Überprüfung zu unterziehen. Um standortoptimierte Anlagenkonzepte, die auch von Möglichkeiten der Wärmevermarktung Gebrauch machen, anzuregen, könnten Refinanzierungsmodelle mit einem stärkeren wettbewerblichen Element in der Vergütungsbestimmung vielversprechend sein [58]. Bei der Ausgestaltung ist jedoch darauf Rücksicht zu nehmen, dass eine zunehmende Konkurrenz um günstige Einsatzstoffe die Rohstoffversorgung und Profitabilität von Bestandsanlagen gefährden könnte, was dem Bestandsschutz zuwiderlaufen würde [59].

Anmerkungen

[1] BMWi: Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin 2014; AEE: Studienvergleich Finanzierungsinstrumente für Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin 2014.

[2] AEE (siehe Fn. [1]); Bode, S.: Vom EEG zur Marktintegration von erneuerbaren Energien. In: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, 2014, Heft 2, 134-60.

- [3] Lehnert, W. et al.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMWi. Vorhaben III. Rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des EEG. Berlin 2014; Klobasa, M. et al.: Nutzenwirkung der Marktprämie. Working Paper Sustainability and Innovation No S 1/2013, Karlsruhe 2013.
- [4] Monopolkommission: Sondergutachten 65: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Bonn 2013; Kopp, O. et al.: Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. Mannheim 2013.
- [5] Lehnert et al. (siehe Fn. [3]); Klobasa et al. (siehe Fn. [3]); BMU: Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (Stand 3.5.2011). Berlin 2011.
- [6] Sensfuss, F.; Ragwitz, M.: Weiterentwickeltes Förderungssystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Fraunhofer-ISI, Karlsruhe 2011; Gawel, E.; Purkus, A.: Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes – A case study of the German market premium. In: Energy Policy, Jg. 61 (2013), 599-609; Gawel, E.; Purkus, A.: Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt und Systemintegration erneuerbarer Energien? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 37 (2013), S. 43-61.
- [7] Kahl, H.; Kahles, M.; Merkel, K.: Rechtlicher Klärungsbedarf zu Ausschreibungsmodellen bei der Förderung erneuerbarer Energien. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 7, Würzburg 2014.
- [8] Europäische Kommission: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020. Mitteilung der Kommission (2014/C 200/01). In: Amtsblatt der Europäischen Union, 28.6.2014, S. 24.
- [9] Sensfuss/Ragwitz (siehe Fn. [6]); Klobasa et al. (siehe Fn. [3]).
- [10] Monopolkommission (siehe Fn. [4]); Kopp et al. (siehe Fn. [4]); EEX; EPEX Spot: Positionspapier zur Weiterentwicklung der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien in Deutschland. Leipzig/Paris 2014; Bardt, H.: EEG 2.0. Ein zweiter Schritt muss folgen. IW policy paper 5/2014, Köln 2014.
- [11] IZES: Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik. Hamburg 2014 ; IZES; Bofinger, P.; BET: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Saarbrücken u. a. O. 2013; Jacobs, D. et al.: Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende. IASS Policy Brief 2/2013, Potsdam.
- [12] Gawel, E. et al.: Förderung der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien – Perspektiven einer instrumentellen Weiterentwicklung. In: Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, Jg. 82 (2013), Heft 3, 123-36.
- [13] Pahle, M. et al.: EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform. Potsdam 2014; Diekmann, J. et al.: Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. DIW Wochenbericht 45/2012. Berlin 2012; Reeg, M.; Elkadragy, M. M.: Changed Risk Premiums and Equity Debt Requirements Due to Different RES-E Policy Instruments for Market Integration of Renewable Energies in Germany. 14th IAEE European Energy Conference, Rome 2014.
- [14] 50Hertz et al.: Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen: Monatsprognosen. Direktvermarktung nach § 33b EEG. 2014, abrufbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm> (Stand: 20.7.2014); Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste BNetzA, Stand 2.4.2014, abrufbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/>

Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitäten/Kraftwerksliste/kraftwerkslistenode.html (Stand: 20.7.2014).

[15] Vgl. Lüdemann, V.; Ortmann, M.: Hält die Marktpremie, was sie verspricht? Eine Analyse anhand aktueller Zahlen. In: Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 4/2012, 325-34; Gawel/Purkus (siehe Fn. [6]).

[16] Reeg, M. et al.: Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen. Stuttgart 2013.

[17] IZES (siehe Fn. [11]); Jacobs et al. (siehe Fn. [11]); Beckers, T.; Hoffrichter, A.: Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns – Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE. Berlin 2014.

[18] Klobasa et al. (siehe Fn. [3]).

[19] 50Hertz et al.: EEG-Jahresabrechnungen 2012 (Stand: 26.7.2013) und 2013 (Stand: 25.7.2014), abrufbar unter http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm (Stand: 29.7.2014), i. V. m. EEG 2012 Anlage 4 und MaPrV. Der genaue Wert bestimmt sich durch den Anteil von FEE-Anlagen, die Anspruch auf eine erhöhte Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen hatten.

[20] Fraunhofer-ISI et al.: Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen. Karlsruhe 2012.

[21] IZES (siehe Fn. [11]); Munz, I.; Paltauf, A.; Walter, G.: Subventionen für erneuerbare Energien in Deutschland. Das Marktpremienmodell und weitere Entwicklungen. In: Branche STROMMARKT Heft 5/2013, 24-27.

[22] Klobasa et al. (siehe Fn. [3]); Energy Brainpool: Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Neuanlagen. Berlin 2013.

[23] Klobasa et al. (siehe Fn. [3]); Holzhammer, U.; Stelzer, M.: Die Direktvermarktung: aktueller Stand, Möglichkeiten und Ausblick. Präsentation Fachtagung „Dezentrale flexible Strombereitstellung aus Biogas: Entwicklungen, Möglichkeiten und Perspektiven“, 3.4.2014, Berlin 2014.

[24] Wassermann, S.; Reeg, M.; Hauser, W.: Auswirkungen der Marktpremie auf die Akteure der Direktvermarktung – ein agentenbasierter Modellansatz. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 62 (2012), Heft 9, 60-63.

[25] Klobasa et al. (siehe Fn. [3]).

[26] IZES (siehe Fn. [11]); Energy Brainpool 2013 (siehe Fn. [22]); Reeg et al. (siehe Fn. [16]).

[27] Klobasa et al. (siehe Fn. [3]); Connect Energy Economics: Leitstudie Strommarkt. Berlin 2014.

[28] Gawel/Purkus (siehe Fn. [6]).

[29] Energy Brainpool: Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklun-

gen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Agora Energiewende, Berlin 2014.

[30] Klobasa et al. (siehe Fn. [3]).

[31] Jacobs et al. (siehe Fn. [11]); Gawel/Purkus (siehe Fn. [6]).

[32] Waldmann, P.; Bhandari, R.: Vergleichende Analyse der technisch-wirtschaftlichen Bedingungen von PV-Anlagen mit Süd- und Ost-West-Ausrichtung. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 38 (2014), Heft 1, 27-36; Grothe, O.; Müsgens, F.: The influence of spatial effects on wind power revenues under direct marketing rules. In: Energy Policy, Jg. 58 (2013), 237-47.

[33] IZES (siehe Fn. [11]).

[34] Lehnert et al. (siehe Fn. [3]); Energy Brainpool 2013 (siehe Fn. [22]).

[35] Häsele, S.: Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2014, online first (DOI 10.1007/s12398-014-0128-x); Krautz, A.: Anlagen flexibel betreiben? In: DLG Mitteilungen, Heft 5/2013, 46-49.

[36] Holzhammer/Stelzer (siehe Fn. [23]).

[37] Krautz (siehe Fn. [35]).

[38] 50Hertz et al. (siehe Fn. [14]); Holzhammer/Stelzer (siehe Fn. [23]); Krautz (siehe Fn. [35]).

[39] Reeg et al. (siehe Fn. [16]).

[40] Fraunhofer-IWES et al.: Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Kassel, Bremerhaven 2011.

[41] Klobasa et al. (siehe Fn. [3]).

[42] Kopp, O.; Eber-Frey, A.; Engelhorn, T.: Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 36 (2012), Heft 4, 243-255; Hirth, L.: The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. In: Energy Economics, Jg. 38 (2013), 218-36; Reeg et al. (siehe Fn. [16]).

[43] Fraunhofer-ISE: Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise. Freiburg 2013; Energy Brainpool 2014 (siehe Fn. [29]).

[44] IZES (siehe Fn. [11]); Jacobs et al. (siehe Fn. [11]); Carstensen, U. T.; Schulze, L.; von Geldern, W.: Deutschland braucht ein Marktmodell Energiewende – ein Masterplan zur Energiewende. In: Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 6/2013, 581-91.

[45] Thrän, D. et al.: Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014. Leipzig 2014.

[46] Krautz, A.: Bedarfsgerechte Anlagen passen sich den Marktbedingungen an – Zwischenbericht des Forschungsprojektes OptFlex Biogas. Präsentation Fachtagung „Dezentrale flexible Strombereitstellung aus Biogas: Entwicklungen, Möglichkeiten und Perspektiven“, 3.4.2014, Berlin.

[47] Energy Brainpool 2013 (siehe Fn. [22]).

[48] IZES (siehe Fn. [11]).

[49] IZES (siehe Fn. [11]); Energy Brainpool 2013 (siehe Fn. [22]).

[50] Thrän et al. (siehe Fn. [45]).

[51] Sterner, M.; Fritsche, U.: Greenhouse gas balances and mitigation costs of 70 modern Germany-focused and 4 traditional biomass pathways including land-use change effects. In: Biomass and Bioenergy, Jg. 35 (2011), Heft 12, 4797-814.

[52] DBFZ et al.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIa: Stromerzeugung aus Biomasse. Leipzig 2014.

[53] Beckers/Hoffrichter (siehe Fn. [17]).

[54] Connect Energy Economics (siehe Fn. [27]), S. 104.

[55] Lehnert et al. (siehe Fn. [3]); IZES (siehe Fn. [11]); Connect Energy Economics (siehe Fn. [27]).

[56] Energy Brainpool 2014 (siehe Fn. [29]).

[57] IZES et al. (siehe Fn. [11]); Jacobs et al. (siehe Fn. [11]).

[58] IZES et al. (siehe Fn. [11]).

[59] Purkus, A. et al.: Handling Uncertainty in Bioenergy Policy Design – A Case Study Analysis of UK and German Bioelectricity Policy Instruments. In: Biomass and Bioenergy, forthcoming.

Dipl.-Oec. A. Purkus, M.Sc. (Res), Wiss. Mitarbeiterin, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, Department Ökonomie, Leipzig; Prof. Dr. E. Gawel, Leiter des Departments Ökonomie, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, Leipzig, und Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig; Dr. rer. nat. M. Deissenroth, Wiss. Mitarbeiter, Dipl.-Volksw. K. Nienhaus, Wiss. Mitarbeiter, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart; Wassermann, S., M.A., Projektleiterin am Zentrum für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung der Universität Stuttgart (ZIRIUS), Stuttgart.

Kontakt: alexandra.purkus@ufz.de